

Capítulo VIII : el movimiento social, la caída de Sánchez de Lozada y las promesas de Carlos Mesa	Título
Villegas Quiroga, Carlos - Autor/a;	Autor(es)
Privatización de la industria petrolera en Bolivia : trayectoria y efectos tributarios	En:
La Paz	Lugar
PLURAL Editores	Editorial/Editor
CIDES-UMSA, Posgrado en Ciencias del Desarrollo	
2004	Fecha
	Colección
Regalías; Contratos; Hidrocarburos; Proyecto de ley; Bolivia;	Temas
Capítulo de Libro	Tipo de documento
http://bibliotecavirtual.clacso.org/Bolivia/cides-umsa/20120903011735/cap8.pdf	URL
Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.0 Genérica http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.0/deed.es	Licencia

Segui buscando en la Red de Bibliotecas Virtuales de CLACSO
<http://biblioteca.clacso.edu.ar>

Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales (CLACSO)
Conselho Latino-americano de Ciências Sociais (CLACSO)
Latin American Council of Social Sciences (CLACSO)
www.clacso.edu.ar



Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales
 Conselho Latino-americano de Ciências Sociais
 Latin American Council of Social Sciences





CAPÍTULO VIII

El movimiento social, la caída de Sánchez de Lozada y las promesas de Carlos Mesa

Se analiza aquí, detalladamente, el proyecto de Ley de Hidrocarburos elaborado por el gobierno de Carlos Mesa y se lo contrasta con las reivindicaciones sociales que sustentaron el movimiento social de octubre de 2003.

1. El segundo gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (2002-2003)

Gonzalo Sánchez de Lozada, a la cabeza del Movimiento Nacionalista Revolucionario (MNR), participó por tercera vez como candidato a la Presidencia en las elecciones nacionales de junio de 2002. Como no obtuvo la mayoría absoluta en esos comicios, fue en el Congreso Nacional –con el apoyo del Movimiento de la Izquierda Revolucionaria (MIR), fundamentalmente– donde logró acceder, por segunda vez, a la Presidencia de la República. En la campaña electoral, el también jefe del MNR presentó una propuesta, convertida luego en Programa de Gobierno, que se resume en los siguientes puntos:



- +
- i) **Restitución del pago del Bono de Solidaridad (Bonosol).** Concebido en la primera gestión de gobierno de Sánchez de Lozada (1993-1997), reformulado durante el Gobierno de Hugo Banzer (1997-2000) y destinado a la tercera edad, el Bonosol, además de constituirse en parte central de la política social del MNR, se convirtió en un efectivo mecanismo de convocatoria electoral. Su pago proviene de los dividendos que obtienen las empresas capitalizadas y que entregan al Fondo de Capitalización Colectiva (FCC) del reformado sistema de Seguridad Social (pensiones). Esos dividendos, sin embargo, nunca lograron cubrir el monto requerido para hacer efectiva su cancelación. En promedio, las citadas empresas entregaron 40 millones de dólares por año. Para el pago del Bonosol se requieren 90 millones de dólares. Para subsanar ese déficit, el segundo gobierno de Sánchez Lozada fusionó el mencionado FCC y el Fondo de Capitalización Individual (FCI), poniendo en riesgo las rentas de jubilación de los actuales trabajadores que aportan al segundo de esos fondos.
 - ii) **Implantación del Seguro Universal Materno Infantil (SUMI).** El principal objetivo de esta medida fue la ampliación –pretendidamente “universal”– de la cobertura y las prestaciones médicas a madres y niños. Funcionó con recursos de los municipios y sus resultados son relativos y altamente cuestionables.
 - iii) **Obras con Empleos.** La ejecución de esta propuesta, la más publicitada en el periodo electoral, requería la suma de 4.500 millones de dólares. Su financiamiento procedía de fuentes externas y donaciones. El programa consistía en la construcción de carreteras, dotación de energía eléctrica y ejecución de planes de riego en el área rural, especialmente en el altiplano, instalación domiciliaria de gas y construcción de viviendas de corte popular. La profundidad de la crisis económica, las fuertes limitacio-
- +

nes presupuestarias y la imposibilidad de contar con fondos de contrapartida, impidieron que este programa supere la etapa de su planificación (excepto la instalación de gas domiciliario, que sí dio sus primeros pasos). En general, Sánchez de Lozada y su equipo económico fueron incapaces de percibir y aprehender la dimensión de la crisis económica para enfrentarla con programas y políticas acordes a esta situación.

- iv) **Hospital de Empresas.** En pocas palabras, el objetivo de este programa era apoyar la recuperación de empresas consideradas “viables” y cancelar aquellas que no lo fueran. El programa adquirió forma en la Ley de Reestructuración Voluntaria de Empresas que consistía, sustancialmente, en la suscripción de contratos de transacción entre aquellas empresas consideradas “viables” y sus deudores y acreedores. Las empresas consideradas “viables” eran aquellas que, luego de una evaluación, fueran capaces de reestructurar sus deudas con el sistema bancario con el apoyo del Estado. La citada ley facilitaba los mecanismos de liquidación de las empresas que no calificaran para el proceso de reestructuración. Esta propuesta, concebida bajo los lineamientos básicos del ajuste estructural, estaba dirigida, una vez más, a apoyar la recuperación de un reducido número de empresas, las denominadas “grandes”, sólo un 5% del total. Como todas las propuestas de Sánchez de Lozada, el “Hospital de Empresas” sólo pudo formularse en sus líneas básicas, con resultados extremadamente parciales.

Como no había sucedido nunca en más de 20 años de democracia en Bolivia, el segundo gobierno de Sánchez de Lozada apenas pudo sostenerse durante 14 meses de los 60 que supone una gestión de gobierno de cinco años. Por supuesto, en ese corto periodo se hizo evidente la imposi-

bilidad de formular un programa de gobierno coherente. La conformación de la alianza gubernamental –con el MIR desde el inicio y con la posterior incorporación de Nueva Fuerza Republicana (NFR)– no contribuyó a la mejora sustancial del escuálido programa presentado por Sánchez de Lozada en tiempo de elecciones. La crisis económica, en medio de un proceso de deterioro político permanente, se mantuvo intocada con su natural consecuencia de malestar social sobre amplios sectores del país. Junto a todo ello, comenzó a crecer la reivindicación y la discusión sobre la propiedad de los recursos hidrocarbúricos.

La única y tímida respuesta que ofreció el gobierno de Sánchez de Lozada respecto de este último punto, en términos de realizaciones gubernamentales concretas, fue el inicio del programa de instalación domiciliaria de gas natural, especialmente en la ciudad de El Alto. En esa misma línea, como parte de una promesa electoral y debido a la presencia del MIR en la alianza gubernamental, el gobierno más breve de la democracia boliviana acordó revisar el proceso de Capitalización de las empresas públicas. Con ese propósito, se incorporó en el Ejecutivo la figura del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización.

Como ya se ha señalado en este trabajo, la tarea del mencionado Delegado Presidencial transparentó la información sobre el proceso de Capitalización a través de la publicación de una serie de “Cuadernos”, un hecho indudablemente significativo respecto de la exigencia nacional de conocer los resultados que arrojó ese proceso, especialmente en el Sector Hidrocarburos. La siguiente fase de la tarea encargada al Delegado, entendida como la revisión y mejora de la Capitalización, no logró plasmarse en realizaciones concretas.

En general, el segundo gobierno de Sánchez de Lozada mostró una posición tremendamente inflexible y ortodoxa

respecto de una posible y necesaria reconducción de las reformas estructurales realizadas durante su primer gobierno. Eso es lo que ocurrió en el caso de la modificación de la normativa vigente en el Sector Hidrocarburos, una demanda cada vez más creciente en importantes sectores y regiones de la sociedad que el ex Presidente nunca estuvo dispuesto a escuchar.

Muy pocos meses después de la asunción de Sánchez de Lozada (6 de agosto de 2002), se hizo evidente cuán distinto fue para él gobernar con un fuerte y decisivo apoyo parlamentario –un apoyo que en su primera gestión (1993-1997) le permitió definir una nueva institucionalidad y privatizar los recursos naturales– y una segunda versión de su gobierno de apenas 14 meses en el que contó con un precario apoyo parlamentario como producto del surgimiento, en las elecciones de junio de 2002, de nuevas fuerzas política en el escenario político nacional.

Paradójicamente, las reformas estructurales decididas por Sánchez de Lozada entre 1993 y 1997 se constituyeron en las causas que socavaron su gobierno, lo sepultaron políticamente y lo expulsaron del país. Esas reformas provocaron, en términos sintéticos, dos fenómenos hoy todavía vigentes: a) el insostenible déficit fiscal provocado por los exiguos recursos que provienen de los impuestos que pagan las empresas petroleras y por la reforma de la Seguridad Social de largo plazo que implicó una también insostenible obligación asumida por el TGN para el pago de jubilaciones a los ciudadanos bolivianos del antiguo sistema previsional; b) la Capitalización y privatización de los recursos hidrocarbúricos, ocho años después de su ejecución, ha convocado y articulado la reacción de un importante sector de la sociedad boliviana que concibe que el Estado boliviano ha perdido los derechos de propiedad sobre esos recursos y sobre el uso de los excedentes económicos que genera.

2. Octubre 2003

No es propósito de este trabajo explicar las causas que provocaron la rebelión producida en el país en octubre de 2003. Nos interesa, sin embargo, abordar este singular momento histórico a partir de la significación que tuvo en su desarrollo la discusión sobre el destino del gas natural. Efectivamente, lo peculiar en este movimiento fue que la recuperación de la propiedad de los recursos hidrocarbúricos convocó y articuló a una parte significativa de la sociedad boliviana.

La insurgencia popular de octubre no tuvo una dirección política única ni objetivos claros en términos de buscar desemboques políticos distintos a la institucionalidad vigente. Sin embargo, los partidos políticos que jugaron un papel activo fueron el Movimiento al Socialismo (MAS) y el Movimiento Indígena Pachacuti (MIP). Asimismo, las principales organizaciones sociales que protagonizaron un rol importante fueron la Central Obrera Boliviana (COB), la Confederación Sindical Única de Trabajadores Campesinos de Bolivia (CSUTCB), la Central Obrera Regional de la ciudad de El Alto (COR) y, fundamentalmente, las Juntas Vecinales de esa ciudad, cada una de ellas encabezadas por sus respectivos dirigentes¹.

En relación al debate nacional sobre los hidrocarburos, los hechos producidos en octubre evidenciaron claramente la existencia de dos posiciones completamente antagónicas. La primera, asumida por el movimiento social, planteó insistentemente la urgencia de recuperar los derechos de propiedad del gas y el petróleo, la industrialización de esos recursos, la oposición a la exportación de gas natural por puertos chile-

1 Evo Morales en el MAS, Felipe Quispe en el MIP, Jaime Solares en la COB, Roberto de la Cruz en la COR de El Alto y Mauricio Cori en las Juntas Vecinales de El Alto.

nos y un significativo incremento de los ingresos que provienen de la industria hidrocarburífera con destino al Tesoro General de la Nación (TGN). La segunda posición, abanderada fundamentalmente por los comités cívicos de las ciudades de Tarija y Santa Cruz, y por agrupaciones de empresarios cruceños, considera imprescindible mantener el actual régimen jurídico en el Sector Hidrocarburos para garantizar la realización de los proyectos de exportación, especialmente el de la venta de gas natural a México y Estados Unidos. Respaldao esta segunda posición, el Comité Cívico tarijeño, poco antes del desenlace de los conflictos en octubre, organizó una marcha en la ciudad de Tarija que convocó, por primera vez, a miles de ciudadanos.

El grado de polarización al que llegó el país en los días de octubre, evidenciado no sólo por las dos posiciones antes descritas sino por la contradicciones existentes dentro de cada una de esas posiciones —cívicos tarijeños frente a cívicos chaqueños, por ejemplo—, se explica, entre otras razones, por el pésimo manejo de la problemática del gas natural y del proyecto de exportación a Estados Unidos y México durante de los gobiernos de Hugo Banzer, Jorge Quiroga y del propio Sánchez de Lozada.

El primer resultado político de ese agudo proceso de polarización fue, precisamente, la renuncia de Gonzalo Sánchez de Lozada a la Presidencia de la República, el 17 de octubre de 2003, luego de los dramáticos hechos sucedidos en la ciudad de El Alto. Dicha renuncia, aceptada en el Congreso Nacional, posibilitó la asunción del vicepresidente Carlos Mesa en el mando de la nación, siguiendo las normas de la sucesión constitucional. Ese mismo día, el viernes 17 de octubre, el nuevo Presidente se comprometió, ante el movimiento popular que en esas horas celebraba la caída de Sánchez de Lozada, a llevar adelante dos medidas concretas en el campo de los hidrocarburos: un referéndum vinculante para definir el destino del gas natural y la elaboración de una nueva Ley

de Hidrocarburos. Dicho compromiso fue ratificado poco después, el 4 de enero de 2004, en un mensaje del Presidente a la nación. En ese mensaje, además, Carlos Mesa le puso fecha al referéndum (28 de marzo, 2004) y a la presentación del proyecto de una nueva Ley de Hidrocarburos al Congreso (31 de enero, 2004). Sin embargo, fue mucho después, el 13 de abril de 2004, cuando quedó definida la fecha del referéndum (18 de julio de 2004) y cuando se conoció la versión final de la nueva Ley de Hidrocarburos (14 de abril de 2004).

A pesar de fijada la fecha del referéndum, no existe aún definición alguna sobre sus objetivos y contenidos. En un principio, poco después de los conflictos sucedidos en octubre de 2003, se consideraba que esta consulta definiría el futuro de la exportación de gas natural. La supuesta cancelación del proyecto de venta a México y Estados Unidos impulsado por el consorcio Pacific LNG, debido a un acuerdo al que arribaron los probables compradores del gas boliviano con otros proveedores, supuso la necesidad de cambiar la orientación de la consulta. Sin embargo, entre febrero y marzo de 2004, una de las empresas integrantes del mencionado consorcio, Repsol YPF, informó que el proyecto de venta de gas al Norte seguía vigente, hecho que reactualiza uno de los probables contenidos del referéndum: la exportación y el puerto de salida del energético.

Pero además de los seguramente estudiados posicionamientos de las empresas petroleras transnacionales respecto de sus proyectos de exportación en nuevas condiciones políticas, existen al menos dos elementos que complejizan aún más el panorama de la consulta sobre el destino del gas natural. Uno de ellos tiene que ver con la postura asumida por el gobierno de Carlos Mesa frente a Chile respecto de la añeja reivindicación marítima boliviana. El segundo elemento a considerar es la cada vez más evidente necesidad de nuevos mercados para la provisión de gas natural que tienen Chile y Argentina.

A diferencia de sus antecesores inmediatos, Carlos Mesa ha planteado abiertamente y en diversos foros internacionales, la más que centenaria exigencia boliviana a Chile de un acceso soberano al océano Pacífico. El país vecino, por su parte, ha reiterado su viejo e inflexible discurso de negarle a Bolivia soberanía alguna en su actual territorio. Si a este primer elemento se le añade la cada vez más inocultable necesidad de Chile y de Argentina de proveerse de otras fuentes de gas natural, especialmente porque el segundo de los países mencionados se encuentra en el dilema de cumplir sus compromisos de venta a Chile o atender la creciente demanda interna del energético, el cuadro parece favorecer notablemente a los intereses de Bolivia y podría esclarecer los contenidos del anunciado referéndum. A nuestro juicio, el actual gobierno debería aprovechar estas circunstancias y consultar a los bolivianos si estamos de acuerdo en venderle gas a Chile y exportar a través de un puerto chileno bajo la condición de que el país vecino conceda a Bolivia una salida soberana al mar. Nos parece que éste debiera ser el contenido central del referéndum. No hacerlo así, no aprovechar la circunstancia actual, significaría cometer un error histórico.

Respecto a la nueva Ley de Hidrocarburos, el gobierno de Carlos Mesa parece haber optado por aislarse del movimiento social. El hecho de preparar y definir el diseño y contenidos de la citada ley en el marco restringido de las instancias gubernamentales, sin la participación de los sectores sociales en busca de un acuerdo nacional, así lo confirma. Pero además, el gobierno decidió presentar y discutir su proyecto de ley, en primer lugar, con las empresas petroleras extranjeras, lo que nos señala que sus contenidos se definirán en función del grado de aceptación de estas empresas. No debería ser necesario señalar que las transnacionales del petróleo y el gas nunca en la historia asociaron sus intereses a los de los países en los que ope-

ran; debería estar absolutamente claro que estas empresas actúan en base a un sólo propósito: precautelar y defender a ultranza sus márgenes de ganancia. Hay que recordar aquí estos preceptos porque el gobierno de Carlos Mesa parece haberlos olvidado, hay que recordarlos porque su olvido podría derivar en que el proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos se distancie del conjunto de reivindicaciones planteadas en octubre.

3. Proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa

Una serie de tropiezos políticos ha impedido que el Gobierno presente al Congreso el proyecto de Ley de Hidrocarburos el 31 de enero de 2004, tal como había sido anunciado. La sinuosa negociación previa con las empresas petroleras, las dificultades surgidas en el Parlamento para la aprobación de un par de impuestos destinados a cerrar parcialmente la brecha fiscal, la oposición de los empresarios a estos impuestos, la sucesiva renuncia de dos ministros a cargo del tema hidrocarburífero y las dificultosas relaciones entre el Poder Ejecutivo y el Legislativo, son algunos de los episodios que impidieron la mencionada presentación y el tratamiento de ese proyecto de ley en el Congreso Nacional.

Recién el 14 de abril de 2004 el gobierno presidido por Carlos Mesa presentó el proyecto de Ley de Hidrocarburos cuyo contenido está distribuido en 13 Títulos y 109 artículos. El procedimiento que se seguirá hasta su aprobación final será, primero, la presentación por parte del Ministro de Minas e Hidrocarburos a los diferentes sectores sociales y regiones del país. Inmediatamente después, el Proyecto de Ley será presentado al Congreso Nacional para su tratamiento y aprobación.

En términos generales, el proyecto de Ley de Hidrocarburos del presidente Mesa apuesta a la consolidación y desarrollo de proyectos de exportación e industrialización con los mercados de Brasil, Argentina y México y, asimismo, busca la articulación de esos proyectos con el mercado interno.

3.1 Cadena hidrocarburífera

El Artículo 11 del proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno precisa y amplía los conceptos y definiciones de las diferentes fases que componen la cadena hidrocarburífera (Gráfico N° 17). Por su importancia, transcribimos la definición de cada una de estas fases tal como están señaladas en el citado proyecto de ley:

Exploración. Es el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aereofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área o zona geográfica.

Explotación. Es la perforación de pozos de desarrollo y de producción, tendido de líneas de recolección, construcción e instalación de plantas de Almacenaje, de procesamiento y separación de líquidos y licuables, de recuperación primaria, secundaria y mejorada y toda otra actividad en el suelo y en el subsuelo dedicada a la producción, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

Refinación. Son los procesos que convierten el Petróleo en productos denominados carburantes, combustibles, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos, solventes, GLP (Gas Licuado de Petróleo) y los sub-productos y productos intermedios que generen dichos procesos.

Industrialización. Son las actividades de transformación química de los hidrocarburos y los procesos industriales que tienen por finalidad añadir valor agregado al Gas Natural: Petroquímicos, Gas a Líquidos (GTL), producción de fertilizantes, úrea, amonio y metanol. A efectos de la presente Ley, la licuefacción de Gas Natural se considera como proyecto de industrialización.

Transporte. Es la actividad de trasladar Hidrocarburos, Productos Refinados de Petróleo y GLP de un lugar a otro por medio de tuberías, utilizando instalaciones complementarias y otros medios. Se excluye de esta definición la distribución de gas por redes y líneas de recolección.

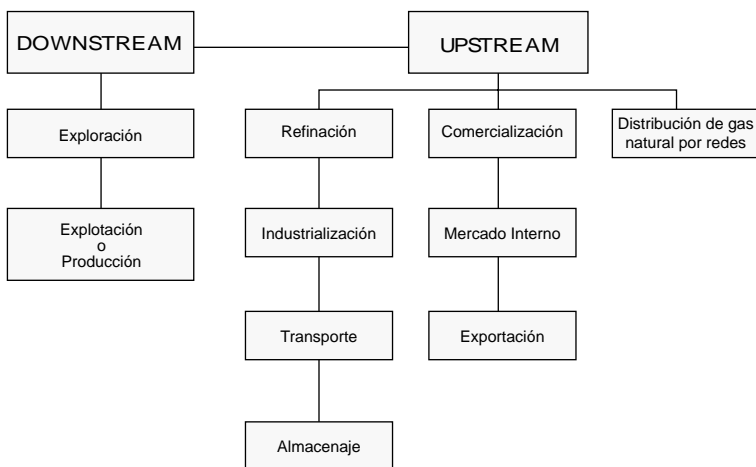
Almacenaje. Es la actividad de acumular hidrocarburos, productos refinados de Petróleo y GLP en tanques estacionarios para su comercialización.

Comercialización de productos resultantes de la explotación. La compra-venta de Petróleo, Gas Natural, GLP de Plantas y otros hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización.

Comercialización de productos refinados de Petróleo e industrializados. La compra-venta de productos resultantes de los procesos de refinación de petróleo e industrialización.

Distribución de Gas Natural por Redes. Es la actividad de proveer Gas Natural, en calidad de servicio público, a los usuarios del área de concesión, además de construir las redes, administrar y operar el servicio bajo los términos indicados en la presente Ley.

Gráfico N° 17
Cadena Hidrocarburífera



3.2 Propiedad de los hidrocarburos y Contratos

En el Artículo 3 del proyecto de ley se retoma el principio enunciado en la Constitución Política del Estado sobre la propiedad de los hidrocarburos y se señala que el Estado tiene “el dominio directo, inalienable e imprescriptible” sobre los yacimientos de hidrocarburos. Asimismo, en el mismo artículo, se establece enfáticamente que “ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos”.

Estos conceptos relativos a la propiedad de los hidrocarburos, enunciados así, con la necesaria claridad –“ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos”–, sólo pueden ser calificados como tales, como meros enunciados, declarativos y discursivos, puesto que en el Artículo 99 del mismo proyecto de ley, bajo el título “De los Contratos de Riesgo Compartido y de las Actividades Petroleras Vigentes”, se establece que “Los contratos y concesiones que hubiesen sido suscritos u otorgados bajo la Ley 1689, se regirán por aquella y sus reglamentos vigentes a la fecha de la promulgación de la presente Ley”.

Este último artículo del proyecto de ley –el N° 99– deja claro que los actuales contratos de Riesgo Compartido, firmados bajo el amparo de la Ley de Hidrocarburos 1689 de Gonzalo Sánchez de Lozada, tienen plena vigencia. Son éstos, precisamente, los contratos que han provocado el debate nacional sobre la propiedad de los hidrocarburos. Son estos los contratos que, en su cláusula tercera, conceden la propiedad de los hidrocarburos a las empresas petroleras transnacionales. Por eso, afirmamos que el Artículo 3 del proyecto de ley que analizamos, el que se refiere a la propiedad de los hidrocarburos, es meramente declarativo y discursivo.

El proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa, por tanto, mantiene en vigencia los actuales contratos de Riesgo Compartido, lo que quiere

decir que las actuales condiciones en las que operan las empresas petroleras extranjeras no sufren modificación de ninguna naturaleza, se mantienen vigentes por 40 años y comprometen las reservas certificadas (Probadas y Probables) que alcanzan al 1 de enero de 2004 a 54,9 TCF. No ha sido ésta, precisamente, una de las reivindicaciones planteadas en octubre de 2003.

3.3 Contratos

A lo largo de la historia de la industria petrolera surgieron –de acuerdo a diferentes circunstancias– varios diseños de contratos de Exploración y Explotación, cada uno de ellos con diversos contenidos, pero todos concebidos con especial énfasis en los derechos de propiedad de los hidrocarburos. En general, estos contratos pueden clasificarse en dos grandes grupos:

Contratos basados en Sistemas Concesionarios

En este tipo de contratos, el derecho de propiedad de los hidrocarburos le corresponde a las empresas concesionarias, tal como sucede con los contratos de Riesgo Compartido vigentes en Bolivia. Se denominan también Contratos de Concesión Moderna y sus principales características son² las siguientes:

- El Concesionario adquiere el derecho de propiedad sobre el área concesionada.
- El Concesionario disfruta de un control integral de la operación.
- El concesionario es dueño de la producción.

2 Empresa Nacional del Petróleo, Colombia. Arce Rojas, Consultores & Cia. Ltda. Bogotá, 2003.



- El Estado interviene sólo para cobrar impuestos, regalías y participaciones.
- Este tipo de Contratos requieren mucha fiscalización por parte del Estado, porque éste se dedica, fundamentalmente a cobrar impuestos, regalías y participaciones.

Contratos basados en Sistemas Contractuales

Lo peculiar de estos contratos es que el Estado mantiene el control de los derechos de propiedad sobre los recursos hidrocarburiíferos. Este tipo de contratos aparecieron en la segunda mitad del siglo XX, contienen menores exigencias de fiscalización por parte del Estado y se pueden clasificar en tres grupos:

1. **Contratos de Producción Compartida:** Vigentes desde los años 60, se caracterizan porque los ingresos remanentes después del pago de regalías y la recuperación de costos, son repartidos entre la compañía estatal y el contratista.

Los principios generales de este Contrato son³:

- La compañía estatal es responsable por la administración de las operaciones.
- El contratista provee toda la asistencia financiera y técnica requerida para las operaciones petroleras.
- El contratista corre con todos los riesgos de los costos operativos.
- El contratista deberá recuperar todos sus costos operativos después del inicio de la producción comercial.
- El remanente de la producción después de las deducciones de los costos operativos es compartido entre la compañía estatal y el contratista.

3 Fuente: www.dpc.gov.bo



- El contratista prepara anualmente un programa de trabajo y un presupuesto a ser acordado con la compañía estatal.
2. **Contratos de Servicios:** Surgen en la década los años 70 y su peculiaridad, retratada plenamente en su nombre, consiste en que son acuerdos contractuales en los que el contratista ofrece sus servicios sin riesgo. Sus principales características son las siguientes⁴:
- Son contratos que le otorgan al contratista unos pocos derechos en el área de servicios explorada.
 - Le otorgan al Estado la facultad de tomar el control directo sobre las estrategias de desarrollo y producción.
 - Se paga al contratista en dinero, no con petróleo, aunque existen cláusulas de opción de compra de producción.
 - El Estado tiene plena propiedad sobre los hidrocarburos.
 - El Estado tiene control directo sobre su explotación y producción.
3. **Contratos Híbridos:** Se los conocen desde la década de los años 80 y, tal como su nombre lo indica, son una combinación de los dos tipos de contratos mencionados anteriormente, es decir, son contratos de riesgo y con derecho a compartir gerencia y producción.

Una visión aún más precisa de las características de los contratos reseñados la ofreció la empresa petrolera francesa Total Fina Elf en el IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE), llevado a cabo en junio de 2001 (Cuadros 59 y 60).

4 Empresa Nacional del Petróleo, Colombia. Arce Rojas, Consultores & Cia. Ltda.. Bogotá, 2003

Cuadro N°59
Contratos Basados en Sistemas Concesionario y Contractuales
Parte I

	ACUERDOS DE CONCESIÓN	CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	CONTRATOS DE SERVICIO
Descripción General	El Concesionario detiene los derechos exclusivos de Exploración y Producción. En ciertos casos, el Estado participa en una asociación con compañías privadas y tiene parte de la producción sin tomar el riesgo exploratorio ("carrying").	Generalmente, es un contrato por el cual se explora una zona de gran cobertura y en caso de un descubrimiento se define una zona más pequeña de desarrollo en colaboración con la compañía de Estado	Generalmente, es un contrato para el desarrollo y explotación de un campo existente. El Estado controla, mediante la compañía de Estado, los planes de desarrollo y los niveles de inversión.
Títulos Derechos Mineros		El Estado detiene los derechos Mineros.	El Estado detiene los derechos Mineros.
Activos e instalaciones	Propiedad del Concesionario.	La compañía de Estado posee los activos y las instalaciones.	El Estado posee los activos y las instalaciones.

Fuente: TOTAL FINA ELF - IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE), Junio 2001.

Cuadro N° 60
Contratos Basados en Sistemas Concesionario y Contractuales
Parte II

	ACUERDOS DE CONCESIÓN	CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	CONTRATOS DE SERVICIOS
Riesgos y Costos	El concesionario corre todos los riesgos: exploratorio, técnico y financiero.	El contratista corre el riesgo exploratorio, técnico y financiero. Los costos del Contratista son reembolsados con parte de la producción ("cost-oil").	Generalmente, es un contrato para el desarrollo y explotación de un campo existente (sin riesgo exploratorio). Se reembolsa los gastos al contratista. Si se incluye una fase Exploratoria, se trata de un Contrato de Servicio a Riesgo.

	ACUERDOS DE CONCESIÓN	CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	CONTRATOS DE SERVICIOS
Acceso a Hidrocarburos Distribución de Ganancias	El concesionario detiene los derechos sobre las reservas y la libre disposición de los hidrocarburos producidos. El concesionario paga regalías e impuestos al Estado.	El Estado posee las reservas. La producción remanente después del reembolso de los gastos se reparte entre el Estado y el contratista bajo términos negociados entre ambas partes ("Profit-Oil"), en función de una tasa constante o de la producción acumulada o de un retorno histórico, etc.	El Estado posee las reservas. El contratista percibe su compensación financiera mediante el pago de una tarifa fija. El contratista puede eventualmente acceder a la producción mediante un contrato de compra/venta de petróleo.
Ejemplos	Argentina, USA, UK	Indonesia, Angola, Libia (existe una amplia variedad en las condiciones específicas de cada contrato).	Venezuela, Arabia Saudita (Aramco), Irán ("buy-back").

Fuente: TOTAL FINA ELF - IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE), Junio 2001.

Una primera constatación frente a este conjunto de contratos existentes en el ámbito petrolero mundial: varias alternativas y peculiaridades distintas, pero todas ellos centradas en los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos. Sobre este último aspecto, dos principales variantes: los Contratos de Concesión son los que traspasan la propiedad a favor de las empresas extranjeras, mientras que los Contrato Contractuales y sus diferentes modalidades, mantienen la propiedad en manos del Estado.

Segunda constatación: frente a esa variedad de contratos, los diseñadores y operadores del actual régimen hidrocarburífero vigente en el país y de la Capitalización de YPFB optaron exclusivamente por los Contratos de Concesión (los actuales Contratos de Riesgo Compartido) desechando los Contratos Contractuales, a pesar de su plena vigencia en varios países del ámbito petrolero mundial.

En el proyecto de Ley de Hidrocarburos que aquí analizamos, se establecen cuatro tipos de contratos para la explo-

ración, explotación y comercialización de hidrocarburos: Contratos de Desarrollo Compartido; Contratos de Producción Compartida; Contratos de Operación; y Contratos de Asociación.

Bajo la clasificación de contratos descrita en este acápite, los mencionados cuatro contratos de la propuesta de ley corresponden tanto a Contratos de Concesión como a Contratos Contractuales, hecho que podría ser beneficioso para el país porque se abre un abanico de posibilidades para el Estado boliviano -especialmente respecto de los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos- y no se cierran las opciones en un sólo modelo de contrato, tal como ocurre en el actual marco jurídico.

3.3.1 Contrato de Desarrollo Compartido

Los artículos 10 y 33 del proyecto de Ley establecen que el Contrato de Desarrollo Compartido es “el Contrato de la modalidad riesgo compartido, definido en el Capítulo V de la Ley 1182 de 7 de septiembre de 1990, a ser suscrito con YPFB, por el cual una persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos”.

La Ley de Inversiones N° 1182 a la que hace referencia el proyecto de ley, en sus artículos 16, 17, 18 y 19, reconoce las inversiones conjuntas entre inversionistas nacionales y/o extranjeros, bajo la modalidad de Riesgo Compartido (*Joint Venture*) u otras. Según la Ley de Inversiones, “las sociedades constituidas en el país, las entidades del Estado, incluyendo las empresas autárquicas así como las personas naturales, nacionales o extranjeras, domiciliadas o representadas en el país, pueden asociarse entre sí mediante Contratos de Riesgo Compartido para toda actividad permitida por Ley. Los derechos y obligaciones de Riesgo Compartido se rigen por lo acordado en el respectivo contrato”.

Tal como el proyecto de ley presenta este tipo de contratos, queda claro que los “Contratos de Desarrollo Compartido” no son otra cosa que los Contratos de Riesgo Compartido que establece la Ley de Inversiones N° 1182, es decir, los que están en plena vigencia. El proyecto de ley del gobierno sólo les cambia el nombre y, como ya se ha señalado aquí, son contratos que Carlos Mesa ha decidido mantener. La única diferencia respecto del pasado inmediato, es que el modelo de Contrato de Riesgo Compartido estaba preestablecido por el Decreto Supremo 24806, recientemente derogado por el gobierno de Mesa. Esto querría decir que, en el futuro, los Contratos de Desarrollo Compartido –los que establece el proyecto de ley– se definirán en nuevas condiciones.

Respecto de las obligaciones del Titular de un Contrato de Desarrollo Compartido, el Artículo 35 del proyecto de ley determina que dicho titular “está obligado a pagar las regalías, participaciones e impuestos establecidos en la presente Ley y, de corresponder, los impuestos del régimen general establecidos en la Ley N° 843, sus normas complementarias y reglamentos”.

3.3.2 Contrato de Producción Compartida

El Artículo 36 del proyecto de ley define como Contrato de Producción Compartida al “Contrato suscrito con YPFB, por el cual una persona individual o colectiva, nacional o extranjera, ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo las actividades de exploración y explotación donde YPFB tiene una participación en la producción total y otra en la producción neta, será administrado por una Junta Directiva conformada por dos representantes del Titular y un representante de YPFB”.

Sobre este mismo contrato, en el Artículo 37 se añade: “Las participaciones de YPFB, en la producción total y la neta, serán determinados como porcentajes de los volúmenes de

producción y deberán ser convenidos en el Contrato de Producción Compartida. La producción total será medida en el Punto de Fiscalización⁵ y será valorada de acuerdo al artículo 65 de la presente Ley [es el artículo que define el pago de Regalías y Participaciones]. La producción neta se determinará como la producción total menos los costos de producción”.

Finalmente, el Artículo 38 del proyecto de ley señala que “YPFB y el Titular de este Contrato cuando corresponda están obligados a pagar las regalías, participaciones e impuestos establecidos en la presente Ley y de corresponder los impuestos del régimen general establecidos en la ley No. 843”.

La propuesta del Contrato de Producción Compartida es singular y novedosa. Este tipo de Contrato no tiene precedentes en la historia petrolera ni en la jurisprudencia nacional. La tipología y la forma como el Estado participaría de la producción total y neta de los hidrocarburos, y la posibilidad teórica de que los derechos de propiedad esté a favor del Estado boliviano, permitirían soslayar los problemas que actualmente están en debate. Este tipo de contratos se pondrán en vigencia una vez aprobada la nueva Ley de Hidrocarburos.

5 Es el lugar donde son medidos los hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados.

a) Para campos con facilidades de extracción, el Punto de Fiscalización de la Producción, será a la salida de la planta ubicada antes del Sistema de Transporte y debe cumplir con los requerimientos de adecuación del gas o los líquidos de acuerdo a reglamentación.

b) En los campos donde no existan facilidades de extracción de GLP y/o gasolina natural, el Punto de Fiscalización de la Producción será a la salida del sistema de separación de fluidos. Para este efecto, los productores instalarán los instrumentos necesarios como ser: gravitómetros, registradores multiflujo, medidores máscos, cromatógrafos para análisis cualitativos y cuantitativos, registradores de presión y temperatura y todo equipo que permita establecer las cantidades de GLP y gasolina natural incorporadas en la corriente de Gas Natural despachada.

3.3.3 Contrato de Operación

El Artículo 10 del proyecto de ley define un Contrato de Operación como “el Contrato suscrito con YPFB autárquico, por el cual una persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada, en caso de que se ingrese a la fase de explotación, ejecuta con sus propios medios y por exclusiva cuenta y riesgo las actividades de exploración y explotación dentro del área materia del contrato, bajo un sistema de retribución”.

El Artículo 39 especifica que “una vez iniciada la producción, el Contratista está obligado a entregar a YPFB, la totalidad de los hidrocarburos producidos, con la única excepción de los volúmenes utilizados en la producción. YPFB pagará al Contratista, como única retribución en especie por las operaciones realizadas, un porcentaje de la producción medida en el Punto de Fiscalización. Dicho porcentaje será determinado de acuerdo a las inversiones realizadas, volúmenes de producción y rendimientos técnicos y económicos de cada campo. La escala para determinar dicha retribución será establecida por reglamentación”.

El Artículo 40, además, establece que “YPFB pagará las regalías y participaciones sobre el 100% de la producción entregada por el Contratista y pagará el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH)”. “La transferencia de la producción por parte de YPFB al Contratista -continúa el mismo artículo-, así como la recepción de parte del Contratista, en calidad de retribución por el servicio de operación, está gravada por el Impuesto al Valor Agregado (IVA) pero exenta del Impuesto a las Transacciones (IT)”. “Por las ventas realizadas a terceros por parte de YPFB y el Contratista, éstos están obligados a pagar, según corresponda, los impuestos del régimen general establecidos en la Ley 843”, finaliza el artículo.

Este tipo de Contrato tiene características similares a los que estaban vigentes bajo la Ley de Hidrocarburos N° 1194 del 1 de noviembre de 1990. La diferencia radica en el tiempo de vigencia del Contrato: los establecidos en la Ley 1194 fijaban un plazo de 30 años, y el proyecto de ley propuesto por Carlos Mesa establece un plazo de 40 años. Respecto de la necesaria precisión de los derechos de propiedad de los hidrocarburos, la Ley 1194 establece claramente que dicha propiedad le corresponde al Estado, en la propuesta que analizamos, como ya se ha señalado, el concepto de propiedad debería respetar los principios del artículo 139 de la Constitución Política del Estado.

3.3.4 Contrato de Asociación

El Artículo 10 del proyecto de ley define un Contrato de Asociación como “el Contrato suscrito entre YPFB autárquico y el Contratista de un Contrato de Operación, para ejecutar las actividades de explotación y comercialización, adoptando el régimen de los Contratos de Asociación Accidental o Cuentas en Participación establecidos en el Código de Comercio”.

Como este tipo de contrato nos remite al Código de Comercio, citamos el Artículo 365 de dicho Código: “Por el Contrato de asociación accidental o de cuentas en participación, dos o más personas toman interés en una o más operaciones determinadas y transitorias, a cumplirse mediante aportaciones comunes. Este tipo de asociación no tiene personalidad jurídica propia”. A su vez, el Artículo 366 del indicado Código complementa: “Este Contrato no está sometido a los requisitos que regulan la constitución de las sociedades comerciales ni requiere de inscripción en el Registro de Comercio”.

A su vez, los artículos 41 al 44 del proyecto de ley del gobierno de Carlos Mesa especifican: “YPFB podrá asociarse con el Contratista de un Contrato de Operación que hubiese

efectuado un descubrimiento comercial mediante un Contrato de Asociación hasta un 50% de participación". La administración y operación de este contrato, establece la propuesta de ley, estarán bajo la responsabilidad de un Operador designado por los Asociados.

Respecto del reembolso de YPFB al Contratista, el Artículo 42 del proyecto de ley señala: "Para ejercer su opción de asociarse, YPFB reembolsará al Contratista un porcentaje de las inversiones realizadas en exploración desde la firma del Contrato de Operación hasta la declaratoria de comercialidad del campo, previo informe de auditoria externa. El monto del reembolso de la inversión determina la participación de YPFB en la asociación".

Finalmente, el Artículo 44 de la propuesta de ley establece que "El Operador distribuirá a los asociados su participación neta después de regalías, participaciones e impuestos". El Operador, además, está obligado a pagar regalías, participaciones e impuestos y los impuestos del régimen general establecidos en la Ley No. 843.

Todas estas características que propone el proyecto de ley respecto de los Contratos de Asociación son similares a las que estaban en vigencia en el marco de la Ley de Hidrocarburos N° 1194 de 1990. La diferencia estriba en que en la Ley 1194, luego de que YPFB suscribía un Contrato de Operación con las empresas o Contratistas, si los resultados de este contrato eran favorables, es decir, si se declaraba un campo como comercial, YPFB tenía la opción de convertir el Contrato de Operación en Contrato de Asociación. En la actual propuesta, en cambio, YPFB firma un Contrato de Asociación cuando constata la existencia de significativos niveles de rentabilidad en el campo declarado comercial.

Descritos así los cuatro tipos de contratos que establece el proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno –Contratos de Operación, Desarrollo Compartido, Producción Compartida y de Asociación–, merece la pena detenerse breve-

mente aquí, antes de continuar el análisis de otros aspectos del proyecto.

Un primer aspecto a señalar es que los cuatro contratos entrarán en vigencia a partir de la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos por parte del Ejecutivo, luego de que sea aprobada por el Congreso Nacional. Un segundo aspecto que debe subrayarse es que, tal como está planteado en el proyecto de ley, las empresas petroleras que actualmente operan en el país bajo Contratos de Riesgo Compartido y que tienen en sus manos los 54,9 TCF de reservas de gas natural certificadas, no tienen obligación alguna de “migrar” hacia los contratos que plantea el proyecto de ley. Dicho de otra forma: el proyecto de ley permite mantener la actual relación contractual entre empresas y Estado. Así lo establece el Artículo 100 del proyecto de ley del gobierno, cuando señala que “Los Titulares de los Contratos de Riesgo Compartido podrán optar por convertir sus contratos a las modalidades de Desarrollo Compartido, Operación, Producción Compartida o Asociación”.

Bajo este contexto, lo más probable es que las empresas petroleras –apenas se apruebe la nueva ley y seguramente por un largo periodo–, se concentren sólo en las actividades de producción o explotación y en las de comercialización, porque si se embarcaran en nuevas actividades de exploración, tendrían que hacerlo en base a los contratos que propone el proyecto de ley. Otra posibilidad, en esta misma línea, es que las empresas retomen las actividades de exploración siempre que se aseguren un mercado para la venta del gas.

En consecuencia, los Contratos que propone el Proyecto de Ley del gobierno de Carlos Mesa tendrán una vida real después de los 40 años de vigencia de los actuales Contratos de Riesgo Compartido, es decir, aproximadamente a partir de 2036, siempre y cuando se hayan suscrito estos contratos en 1996. Sólo entonces el Estado boliviano suscribirá contratos expresando su carácter de propietario de las reservas y de la producción de líquidos y de gas. Por tanto, la recupe-

ración de la propiedad a favor del Estado boliviano tendrá que esperar cuatro décadas, lo cual se contrapone totalmente con las demandas y expectativas del movimiento social ya que se esperaba la reversión de la propiedad de los 54,9 TCF de gas natural en forma inmediata.

Finalmente, creemos que cuando se pongan en plena vigencia los contratos que propone el proyecto de ley del gobierno –siempre que este proyecto sea aprobado por Congreso, por supuesto–, debe modificarse el procedimiento de suscripción final de esos contratos entre YPFB y las empresas petroleras. En el proyecto de ley se señala que los modelos de esos contratos serán aprobados por el Poder Ejecutivo. En base a la lamentable experiencia del Decreto Supremo 24806 –ése que delineó la orientación y contenidos de los Contratos de Riesgo Compartido en el gobierno de Sánchez de Lozada, otorgando la propiedad de los hidrocarburos a las empresas transnacionales–, nos parece que debe ser el Congreso Nacional, y no sólo el Ejecutivo, quien apruebe los mencionados contratos.

Para concluir el análisis del tipo de contratos que propone el proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa, mencionamos otros aspectos que consideramos relevantes. Entre los artículos 18 al 32 del citado proyecto se señala:

- Las controversias que se susciten entre YPFB y los Titulares o Contratistas, con motivo de la interpretación, aplicación y ejecución de los de los Contratos se solucionarán mediante arbitraje conforme a Ley.
- Las actividades de explotación y exploración serán realizadas a través de los tres principales Contratos indicados (Desarrollo Compartido, Producción Compartida y Operación); el área de concesión tendrá una extensión máxima de 40 parcelas en Zonas Tradicionales y de 400 parcelas en Zonas no Tradicionales.

- Se asignan nuevas funciones a la Superintendencia de Hidrocarburos; estarán bajo su tuición, por ejemplo, la convocatoria a licitaciones públicas internacionales y la adjudicación de áreas nominadas; quedan prohibidas las modalidades de contratación por invitación directa o excepción.
- En los contratos mencionados los Titulares o Contratistas deberán comprometerse a la formación y entrenamiento de personal técnico de YPF y a priorizar la contratación de mano de obra y bienes y servicios nacionales. [Nos parece que las empresas extranjeras no sólo debieran priorizar el uso mano de obra e insumos nacionales, debieran ser obligadas a cumplir este cometido; por otra parte, y en base a la experiencia ocurrida en los últimos años, sería prudente incluir en las obligaciones de las empresas transnacionales la necesidad de que articulen sus actividades productivas con las empresas nacionales a través de la provisión de productos demandados por las primeras a cargo de las segundas; esta medida impulsaría la mejora del aparato productivo nacional]
- En el caso en que el Titular o Contratista quede liberado de la obligación de efectuar la perforación de al menos un pozo productor en cada una de las parcelas seleccionadas de un campo hidrocarburífero, dicho Titular podrá destinar la inversión destinada a la mencionada perforación a las siguientes actividades:
 1. Proyectos de Industrialización de Gas Natural.
 2. Distribución de Gas Natural por redes.
 3. Exploración de Áreas no Tradicionales.

3.3.5 Contratos de Riesgo Compartido

Como ya se ha señalado, la propuesta de ley mantiene en plena vigencia los 79 Contratos de Riesgo Compartido

suscritos hasta diciembre de 2002, respetando su contenido y orientación. El Artículo 99 así lo determina: “Los contratos y concesiones que hubiesen sido suscritos u otorgados bajo la Ley 1689, se registrarán por aquella y sus reglamentos vigentes a la fecha de la promulgación de la presente Ley”. Esto quiere decir que la propiedad de los hidrocarburos - gracias a estos contratos- seguirá en manos de las empresas extranjeras.

De todas maneras, la propuesta de ley abre la posibilidad para que dichas empresas opten por suscribir los contratos que se establecen en la nueva norma:

“Los Titulares de los Contratos de Riesgo Compartido a que se refiere el artículo precedente, podrán optar por convertir sus contratos a las modalidades de Desarrollo Compartido, Operación, Producción Compartida o Asociación, establecidas en la presente Ley, en el plazo de ciento ochenta (180) días a partir de la aprobación de los modelos de los contratos y según el procedimiento administrativo a ser establecido por el Ministerio de Minería e Hidrocarburos mediante Resolución Ministerial”. Cuando se promulgó la actual Ley 1689 las empresas extranjeras tenían la obligación de convertir sus contratos de Operación en Contratos de Riesgo Compartido. La propuesta de Ley de Carlos Mesa, en cambio, sólo sugiere a las empresas cambiar optativamente a los Contratos que propone dicha Ley.

3.4 Transporte de Hidrocarburos y Distribución de Gas Natural por Redes

Los artículos 45 y 46 del proyecto de ley expresan la importancia que le asigna la norma, en general, al papel de la Superintendencia de Hidrocarburos. En el Artículo 45 se señala que “Las actividades de Transporte y Distribución de Gas por Redes son servicios públicos sujetos a regulación”. El mismo artículo, más adelante, establece que “Cualquier persona indi-

vidual o colectiva, nacional o extranjera, pública y privada, podrá construir y operar ductos para el Transporte o para la distribución de Gas Natural por Redes, debiendo, para el efecto, obtener de la Superintendencia de Hidrocarburos la concesión administrativa correspondiente. Dicha concesión en ningún caso podrá exceder los 40 años". La Superintendencia de Hidrocarburos, por tanto, es la única institución llamada a otorgar concesiones administrativas para la realización de una de las fases importantes de la cadena hidrocarburífera, el transporte y la distribución de gas por redes.

El artículo 46 señala que las tarifas para el Transporte y para la Distribución de Gas Natural por Redes, deberán ser aprobadas, también, por la Superintendencia de Hidrocarburos, bajo dos principios: "a) Asegurar la tarifa más baja a los usuarios precautelando la seguridad, continuidad del servicio y la expansión de los mismos a nivel nacional" y "b) Permitir a los concesionarios, bajo una administración racional, prudente y eficiente, percibir los ingresos suficientes para cubrir todos sus costos operativos e impuestos, con excepción del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, depreciaciones y costos financieros y obtener una tasa de retorno adecuada y razonable sobre su patrimonio neto".

3.4.1 Transporte de hidrocarburos por ductos

De acuerdo al Artículo 48, "Los interesados en obtener una concesión para la construcción y operación de ductos y estaciones para el Transporte de hidrocarburos, deberán presentar su solicitud a la Superintendencia de Hidrocarburos, la misma que otorgará la concesión por resolución administrativa".

Para incentivar la industrialización, el Artículo 52 indica: "Las empresas que realicen Industrialización del Gas Natural, tendrán derecho a construir y operar los ductos

necesarios para el transporte del Gas Natural a ser utilizado como materia prima para su producción”.

Asimismo, se ratifica el libre acceso a los ductos. El Artículo 53 dice al respecto: “El Transporte de hidrocarburos por ductos se rige por el principio de libre acceso, sujeto a disponibilidad de capacidad, que permite a todo usuario o cargador utilizar las instalaciones de las empresas de transporte”.

3.4.2 De la Distribución de gas por redes

Sobre las concesiones y el derecho exclusivo para la distribución de gas por redes, los artículos 55 y 56 del Proyecto de Ley señalan: “Las concesiones para el servicio de Distribución de Gas por Redes se otorgarán mediante resolución administrativa, previa licitación pública convocada por la Superintendencia de Hidrocarburos”. “Los concesionarios de distribución de Gas Natural por redes tendrán el derecho exclusivo de proveer Gas Natural a todos los consumidores del área geográfica de su concesión, con excepción de las plantas generadoras termoeléctricas, las refinerías y los proyectos de Industrialización de Gas Natural”.

3.5 Refinación, Almacenaje e Industrialización de hidrocarburos

Para estas tres importantes actividades petroleras existe plena libertad para las empresas, no se contemplan ni concesiones ni contratos, sólo es necesaria una licencia otorgada por la Superintendencia de Hidrocarburos. Así lo establece el Artículo 57 del proyecto de ley: “La Refinación, Almacenaje e Industrialización de los hidrocarburos podrá ser realizada por personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas, previa licencia otorgada por la Superintendencia de Hidrocarburos y de acuerdo a reglamentos específicos que normen esta actividad”.

Los artículos 58 y 59 del proyecto de ley ratifican que la Refinación y Almacenaje de Hidrocarburos son actividades libres sujetas a regulación por parte de la Superintendencia de Hidrocarburos.

Si bien prevalece el marco de libertad para iniciar las actividades señaladas, no se dice absolutamente nada sobre el monopolio que existe en la actualidad en el ámbito de la refinación, monopolio a cargo de la empresa brasileña Empresa Boliviana de Refinación (EBR), como resultado de la privatización efectuada en el gobierno de Banzer. Sería conveniente romper este monopolio y permitir que YPFB retorne a esta actividad, más aún si hoy en día existe déficit de gasolina y diesel oil en el país.

A propósito de la actividad de industrialización, el Artículo 60 de la propuesta de ley señala: “Las empresas que realicen Industrialización del Gas Natural y exporten más del 70% de su producción, estarán exentas del pago del Gravamen Arancelario (GA) y del Impuesto al Valor Agregado (IVA) aplicables a la importación de bienes de capital e insumos necesarios para los correspondientes procesos productivos”. Este artículo expresa un primer paso hacia la creación de condiciones para impulsar emprendimientos industriales en el país.

3.6 Hidrocarburos Existentes y Nuevos

El Artículo 10 del proyecto de ley ratifica la clasificación de Hidrocarburos Existentes y Nuevos establecida por la primera gestión presidencial de Gonzalo Sánchez de Lozada, a través de la Ley N° 1731. Esta clasificación es la base de la política discriminatoria de regalías, pues los hidrocarburos Existentes pagan 50% mientras que los Nuevos sólo el 18%. A pesar de clamor popular que exige revertir esta situación, la Propuesta de Ley del presidente Mesa mantiene esta clasificación y su correspondiente discriminación en el pago de regalías.

Los antecedentes de esta política se remontan a la década de los años 90, cuando se inicia el proceso de privatización de la industria petrolera en varios países de América Latina y se instauran regalías notoriamente más bajas a las que estaban vigentes. Ese fue el caso de Bolivia. Una década después, en esos mismos países se escuchan voces y corrientes sociales que exigen revertir esta situación. En el fondo, la exigencia de mayores regalías expresa la disputa de la renta petrolera entre las transnacionales y los Estados nacionales. Pero además, este fenómeno se enmarca en el proceso de integración de varios países latinoamericanos a la economía mundial a través de encadenamientos productivos globales que reproducen el viejo esquema de relaciones desiguales en el que esos países entregan materias primas o recursos naturales no renovables a empresas extranjeras que controlan toda la cadena hidrocarburífera y que, por tanto, obtienen márgenes significativos de ganancias en desmedro de los ingresos de los Estados nacionales.

Por todo esto, es previsible que la propuesta de ley del Gobierno provoque la reacción de los movimientos sociales y, seguramente, una profunda discusión en el Congreso Nacional dirigida a revertir la arbitraria como inaceptable diferenciación de regalías.

3.7 Patentes, Regalías y Participaciones Petroleras y el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos

Los artículos 61 al 75 del proyecto de Ley de Hidrocarburos hacen mención al pago de Patentes, Regalías, Participaciones y del Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH).

3.7.1 Patentes

Los artículos 61 al 64 del proyecto de ley establecen el pago de Patentes por el uso de áreas hidrocarburíferas

sujetas a contratos. Las Patentes se pagarán en anualidades adelantadas. La Superintendencia de Hidrocarburos, que actuará como agente de retención, tendrá a su cargo el pago de Patentes al Tesoro General de la Nación.

En áreas calificadas como Zonas Tradicionales, las Patentes anuales se pagarán en moneda nacional con mantenimiento de valor de acuerdo a la siguiente escala actualizada al mes de diciembre de 2003:

- Del primer al tercer año inclusive, Bs. 4,67 por hectárea.
- Del cuarto al quinto año inclusive, Bs.9,34 por hectárea.
- Del sexto al séptimo año inclusive, Bs.18,68 por hectárea.
- Del octavo año en adelante, Bs. 37,37 por hectárea.

“Las Patentes para Zonas no Tradicionales, se establecen en el 50% de los valores señalados para las Zonas Tradicionales”, determina el Artículo 63 de la propuesta de ley, además de señalar que “El 10% de las recaudaciones de las patentes serán transferidas y destinadas al Ministerio de Minería e Hidrocarburos a fin de su fortalecimiento institucional con el objeto de financiar sus costos operativos, de investigación y desarrollo”.

3.7.2 Regalías y Participaciones

Los artículos 65 al 68 del proyecto de ley fijan Regalías y Participaciones bajo el mismo enfoque de la Ley de Hidrocarburos 1689. De acuerdo a estos artículos, YPFB y el Titular de los Contratos están sujetos al pago de regalías y participaciones “sobre la Producción Fiscalizada”. Se entiende por “producción fiscalizada” a aquellos “volúmenes de Hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización de la Producción”. Las Regalías y Participaciones se establecen de la siguiente manera:

- **Regalía Departamental**, equivalente al once por ciento (11%) de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.
- **Regalía Nacional Compensatoria** del uno por ciento (1%) de la Producción Fiscalizada de los hidrocarburos, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 981 del 7 de marzo de 1988.
- **Participación** del seis por ciento (6%) de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos, distribuida de la siguiente manera: tres por ciento (3%) en favor de YPFB autárquico; dos por ciento (2%) en favor del Tesoro General de la Nación y uno por ciento (1%) en favor de la Superintendencia de Hidrocarburos para cubrir los gastos operativos de fiscalización y control de las actividades de exploración y explotación.
- **Regalía Nacional Complementaria** a la producción de Hidrocarburos Existentes del trece por ciento (13%) del valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, a favor del Tesoro General de la Nación.
- **Participación Nacional** del diecinueve por ciento (19%) sobre el valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, que se pagará al Tesoro General de la Nación.

Esta estructura del pago de Regalías y Participaciones reproduce la misma filosofía y concepción del actual régimen jurídico hidrocarburífero, el heredado de la primera gestión de Sánchez de Lozada: los hidrocarburos Existentes pagarán el 50% y los Hidrocarburos Nuevos el 18%. La diferencia entre unos y otros radica en que los segundos –los hidrocarburos Nuevos– no pagan la Regalía Nacional Complementaria del 13% y la Participación Nacional del 19% cuya suma

llega al 32%, un porcentaje que el Tesoro General de la Nación (TGN) deja de percibir.

Debe recordarse además, que los hidrocarburos Existentes se encuentran en un proceso acelerado de declinación, lo que quiere decir que pronto dejarán de pagar la Regalía Nacional Complementaria (13%) y la Participación Nacional (19%), hecho que ratifica la merma de ingresos del TGN en un 32%.

La única diferencia entre el régimen hidrocarburífero actual (Ley de Hidrocarburos 1689) y la propuesta de ley del gobierno de Carlos Mesa es la distribución del 6% de Participación Nacional que beneficiará al TGN, YPFB y a la Superintendencia de Hidrocarburos. El proyecto de ley no explica los criterios que guiaron el establecimiento de esta distribución.

Otro aspecto de la propuesta de ley que merece un apunte es el referido al concepto del “take or pay”. Como se ha explicado aquí, este concepto surge del Contrato de Compra-Venta de Gas a Brasil y consiste en el pago de los volúmenes comprometidos aún si no se los llegó a comprar efectivamente. En el Contrato mencionado, no quedaba claro cuándo se efectuaba el pago o cumplimiento del “take or pay”, falencia que corrige el proyecto de ley al señalar que las empresas comprometidas en la venta de gas a Brasil deberán pagar Regalías y Participaciones en el momento en que reciban los pagos por el “take or pay” y no en el momento en que ocurra la producción.

El Artículo 66 del proyecto de ley también merece un breve comentario. Dicho artículo concede facilidades a las empresas petroleras para el pago de la Regalía Nacional Complementaria: “Los pagos realizados por concepto del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) y del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE), atribuibles a Hidrocarburos Existentes, son acreditables contra la Regalía Nacional Complementaria de las gestiones fiscales siguientes, hasta su total agotamiento”.

En buenas cuentas, este artículo tiende a reducir la captación de ingresos por parte del Tesoro General de la Nación puesto que los pagos realizados por concepto del IUE y del IRUE, aplicados a los hidrocarburos Existentes, en los hechos, son un adelanto por el pago de la Regalía Nacional Complementaria. En el caso de que el pago de los dos impuestos sea igual a la mencionada Regalía, las empresas ya no pagarán montos adicionales puesto que ambos montos se compensarán.

Finalmente, para cerrar este acápite, debe decirse que la ley propuesta en el artículo 67 hace especial énfasis en el hecho de que el régimen de Patentes y Regalías se mantendrá estable durante la vigencia de los contratos que se suscriban bajo su amparo. Como ocurre en la actualidad, se ratifica que el Ministerio de Minería e Hidrocarburos es el responsable de administrar el sistema de recaudación de Regalías y Participaciones.

3.7.3 Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH)

Los artículos 69 al 75 del proyecto de ley definen el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH): el sujeto pasivo del ICH es toda persona vinculada a la fase de explotación de los hidrocarburos denominados Nuevos; el objeto del ICH es la comercialización de los hidrocarburos producidos; están exentos del ICH la comercialización de los hidrocarburos Existentes y la comercialización de gas natural en el mercado interno. El ICH es acreditable contra el Impuesto a las Utilidades de Empresas (IUE) que producen o explotan hidrocarburos Nuevos.

Es relevante, además, considerar que los productos gravados por el ICH no están gravados por el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD). Asimismo, los productos gravados por el IEHD no están gravados por el ICH.

La creación de este impuesto pretende responder a las reivindicaciones surgidas en el país a lo largo de los últimos años, pero en especial, a aquellas expresadas dramáticamente en los acontecimientos de octubre de 2003. El ICH, en términos políticos, es el reconocimiento de que el Estado boliviano no recibe ingresos acordes con la magnitud de las reservas y los probables proyectos de comercialización de gas natural que se desarrollarán en el futuro. Con el ICH, el discurso que proclama la recuperación de parte de la renta petrolera, hasta ahora un tanto lírico, comienza a materializarse.

Analizamos a continuación, las características de este impuesto a partir de los siguientes aspectos: a) Productos Gravados por el ICH; b) Alícuotas del ICH; c) Precios de Referencia para la aplicación del ICH; d) Relación del ICH con el IUE; y e) Asignación de los recursos provenientes del ICH.

Productos gravados por el ICH

Respecto de los productos gravados con el ICH, el Artículo 72 del proyecto de ley señala que el ICH alcanza en la primera etapa de la comercialización a los siguientes productos:

1. Gas Natural destinado a la exportación;
2. Gas Licuado de Petróleo de Plantas (GLP de Plantas) destinado a la exportación;
3. GLP de Plantas destinado al mercado interno;
4. Petróleo destinado a la exportación;
5. Petróleo destinado al mercado interno.

Alícuotas del ICH

La determinación de los porcentajes o alícuotas del ICH estará en relación directa con el volumen promedio



de comercialización de petróleo y gas natural. En otras palabras, este impuesto inducirá al incremento de las inversiones orientadas a la producción y no así a la explotación.

Al respecto, el Artículo 73 del Proyecto de Ley, en su primera parte, señala:

- Si el volumen promedio comercializado de petróleo en un mes dado es **menor a 500 barriles diarios**, la alícuota correspondiente será del **2%**.
- Si el volumen promedio comercializado de petróleo en un mes está **entre 500 y 1.000 barriles diarios**, la alícuota será del **5%**.
- Si el promedio de gas natural comercializado en un mes dado es **menor a 20.000 millones de BTU diarios**, la alícuota correspondiente será del **2%**.
- Si el promedio de gas natural comercializado en un mes está **entre 20.000 y 40.000 millones de BTU diarios**, la alícuota será del **5%**.

El mismo Artículo 73 del Proyecto de Ley, continúa: “Si los volúmenes comercializados de petróleo y gas natural fuesen mayores a los indicados en el párrafo anterior y, para el GLP en todos los casos, las alícuotas del ICH irán variando a medida que pasen los años, de conformidad con el cuadro siguiente:

Alícuotas Anuales Promedio
(sobre el valor total de los productos
comercializados en un año dado)

AÑO CALENDARIO	ALÍCUOTA (%)
2004	10
2005	10
2006	10
2007	10





2008	12
2009	15
2010	19
2011	24
2012 en adelante	32

“A las empresas titulares de nuevos contratos de exploración y explotación suscritos a partir de la vigencia de la presente Ley, se les aplicará las alícuotas indicadas en el cuadro anterior, sustituyendo el año 2004 por el año de declaratoria de comercialidad bajo dichos contratos”.

Queda claro, entonces, que para el caso del petróleo y gas natural la variación de las alícuotas está en función de los volúmenes de producción y del tiempo. Si se supera la barrera de la producción definida en los primeros párrafos del Artículo 73 (1.000 barriles diarios en el caso del petróleo y 40.000 millones de BTU diarios en el caso del gas natural) las alícuotas crecerán e ingresa el tiempo como elemento determinante. Así, se aplicará el 10% en el periodo 2004-2007, y a partir de 2008 la alícuota será mayor hasta llegar al 32% que tendrá vigencia a partir del 2012. Con referencia al GLP, las alícuotas están en relación exclusiva con el tiempo y se aplicará la escala definida a partir de 2004.

Precios de referencia para la aplicación del ICH

Otro aspecto fundamental sobre el ICH es la definición de los precios de los productos a los que se aplica. En el Artículo 74 del proyecto de ley se definen los precios de referencia para la liquidación y pago mensuales del ICH aplicado a cuatro productos: 1) Gas natural destinado a la exportación; 2) Gas Licuado de Petróleo (GLP) de Plantas destinado a la exportación y al mercado interno; 3) Petróleo destinado a la exportación; y 4) Petróleo destinado al mercado interno (Cuadro N° 61).



Cuadro N° 61
ICH: Precios de Referencia

	PRODUCTO	PRECIO DE REFERENCIA
1.	Gas Natural destinado a la exportación	El precio por MMBTU, FOB frontera boliviana, determinado con base en el precio del producto en el mercado de destino, descontadas las tarifas de transporte, hasta el Punto de Fiscalización.
2.	Gas Licuado de Petróleo de Plantas (GLP de Plantas) destinado a la Exportación o al mercado Interno.	El precio real de venta determinado en el Punto de Fiscalización. En caso de que éste no refleje el precio en el mercado de destino a tiempo de contratación de suministro, se aplicará el precio de referencia del mercado de destino, publicado por el Ministerio de Minería e Hidrocarburos.
3.	Petróleo destinado a la exportación.	El precio por barril, FOB frontera boliviana, determinado con base en el precio del producto en el mercado internacional de destino, descontadas las tarifas de transporte por ducto hasta el Punto de Fiscalización.
4.	Petróleo destinado al mercado interno.	El precio por barril en el mercado interno descontadas las tarifas de transporte hasta el Punto de Fiscalización.

Fuente: Proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa.

Relación del ICH con el IUE

Abordemos ahora otra faceta del ICH, la que está establecida en el Artículo 75 del proyecto de ley. Las empresas petroleras pagarán mensualmente el ICH, estos pagos serán considerados como anticipos del Impuesto de Utilidades de las Empresas (IUE), es decir, que se trata de un impuesto acreditable contra el IUE y atribuible sólo a los Hidrocarburos Nuevos. Esto, en la práctica, plantea una relación directa entre el ICH y el IUE que merece una explicación más detallada.

El Artículo 75 del proyecto de ley establece que “Si al final de la gestión fiscal anual, la suma del monto total efectivamente pagado en dicha gestión por concepto del ICH, más los créditos acumulados por este impuesto, fuese menor al IUE atribuible a los Hidrocarburos Nuevos, los sujetos pasivos pagarán la diferencia en concepto de IUE atribuibles a Hidrocarburos Nuevos más la porción del IUE atribuible a Hidrocarburos Existentes”.

El siguiente ejemplo permite entender mejor lo señalado por el artículo mencionado: si una empresa petrolera pagó en una gestión determinada 2 millones de dólares por concepto de ICH y a la finalización de la gestión fiscal el IUE de esa empresa asciende a 4 millones de dólares, dicha empresa deberá pagar la diferencia de 2 millones atribuible al IUE de hidrocarburos Nuevos y Existentes. Estos pagos deberán ser desembolsados al Servicio de Impuestos Nacionales (SIN), cuya tarea fundamental será la de fiscalizar y generar mecanismos de seguimiento para evitar actitudes que puedan afectar adversamente los intereses del Estado boliviano.

Por el contrario, y tal como también lo señala el Artículo 75 de la propuesta de ley, “si el monto total efectivamente pagado del ICH fuese mayor al IUE atribuible a los Hidrocarburos Nuevos, la diferencia se computará como crédito fiscal a favor del sujeto pasivo. Este crédito fiscal será utilizado únicamente para el pago del IUE atribuible a los Hidrocarburos Nuevos que se obtengan en los años siguientes y no podrá ser utilizado para ningún otro propósito”.

Volvamos al ejemplo: si en determinada gestión una empresa petrolera pagó 5 millones de dólares por concepto de ICH y si a la finalización de la gestión fiscal debe cancelar 4 millones por concepto de IUE, la diferencia de un millón se convierte en crédito fiscal a favor de las empresas y será deducible al IUE en gestiones posteriores.

Se podría presentar un tercer caso cuando el ICH sea igual al IUE. Supongamos que los pagos por concepto de ICH alcancen la suma de 3 millones de dólares y el valor del IUE es equivalente al anterior; en este caso, las empresas ya no tendrán obligaciones pendientes. A través de estos ejemplos se puede entender la afirmación de que estos pagos serán considerados como anticipos del IUE.

Asignación de los recursos provenientes del ICH

Respecto del destino de los recursos provenientes del cobro del ICH, el Artículo 105 de la propuesta de ley señala textualmente:

“El Tesoro General de la Nación del total de la recaudación del ICH asignará anualmente en calidad de participación adicional, un monto equivalente a:

- Diez por ciento (10%) al Departamento en el que se encuentra el campo productor;
- Tres por ciento (3%) a cada uno de los otros ocho departamentos [total 24%];
- Diez por ciento (10%) a Exportaciones No Tradicionales;
- Seis por ciento (6%) a Redes de Gas Domiciliario para atender familias de menores ingresos;
- Cincuenta por ciento (50%) para el Tesoro General de la Nación”.

En el mismo Artículo 105 se establece: “El cincuenta por ciento de ingresos del Tesoro General de la Nación podrán servir para obtener créditos o para ser titularizados con el propósito de cubrir los costos del Sistema de Pensiones de Reparto”.

Esta última referencia al ICH en la propuesta de ley del gobierno de Carlos Mesa merece algunos comentarios pun-

tuales. Indudablemente, el destino de los recursos hidrocarbúricos fue uno de los temas de mayor controversia en los momentos aciagos de octubre de 2003 e inclusive en periodos anteriores a dicha movilización social. La industrialización del gas natural y la efectiva participación y presencia de YPFB en todos los proyectos relacionados con el gas natural fueron también materia de amplia discusión en los días de octubre. Estos últimos proyectos, precisamente, debían ser el fruto del buen uso de los recursos de la industria hidrocarbúrica nacional. La propuesta de ley del Ejecutivo, sin embargo, no contempla claramente estas reivindicaciones. Pero además, de las movilizaciones sociales de octubre nació la necesidad de utilizar los recursos del gas y el petróleo bolivianos para enfrentar con solvencia aquellos factores estructurales que se han convertido en la principal causa de la crisis de la sociedad boliviana: la práctica destrucción del aparato productivo nacional y el desempleo generalizado. Nada de eso existe, con meridiana claridad, en el proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos que el gobierno de Carlos Mesa debe presentar al Congreso Nacional.

Las asignaciones que propone el proyecto de ley respecto de los recursos generados por la aplicación del ICH permiten varias reflexiones. La utilización de los probables recursos del ICH reflejan decisiones políticas orientadas a descongestionar problemas de la coyuntura actual, por una parte aplacar la disconformidad de las regiones productoras de petróleo y gas natural concediéndoles el 10% de estos recursos, y a su vez enfrentar el riesgo de un mayor desequilibrio orientando el 3% a los demás departamentos. Se pretende además, subsanar las restricciones presupuestarias del Estado para asegurar la instalación de gas domiciliario en las familias de menores ingresos.

La asignación del 10% de los recursos generados por el ICH a las exportaciones no tradicionales nos parece una propuesta declarativa y demasiado general por el propio

carácter de este tipo de exportaciones. Éstas, en su mayoría, siguen siendo materias primas. Un caso concreto son las exportaciones que realizan las empresas del Oriente boliviano. Nos parece que esta asignación debe precisarse con mayor profundidad.

La asignación que verdaderamente preocupa y que amerita una mayor reflexión es la referida a la utilización del 50% de los recursos provenientes del ICH para cubrir el déficit del sistema de pensiones. La historia del país nos indica que los recursos provenientes de la exportación de hidrocarburos fueron orientados al pago de la deuda externa y a la solución de limitaciones fiscales de la administración central. Éste es un camino que no se puede repetir porque sus resultados efectivos son al menos escasos, por no decir nulos. El déficit provocado por las reformas estructurales, en especial la privatización de la Seguridad Social de Largo Plazo, debe encontrar otros cauces de solución. Los recursos provenientes de la renta petrolera deben orientarse a la solución de las necesidades del país y contribuir a la construcción de bases sólidas para enfrentar el futuro de otra manera y no con la visión irresponsable que caracterizó a los grupos de poder que gobernaron el país los últimos decenios.

Para cerrar la evaluación sobre la asignación de los recursos provenientes de la aplicación del ICH, veamos cuál será el beneficio neto que percibirá el TGN, siempre bajo la consideración de que los hidrocarburos Existentes se encuentran en proceso de agotamiento. Para enfrentar las innumerables demandas provenientes de los sectores sociales, el TGN ingresará, por una parte, el 2% de la Participación fijada en 6%, y el 50% del ICH. Si este último porcentaje de los recursos del ICH estará destinado a cubrir las obligaciones del pago de pensiones del sistema de reparto, el TGN sólo captará el 2% citado, un monto totalmente insuficiente para cubrir las obligaciones que tiene.

Quedan para el TGN, sin embargo, otros ingresos: los impuestos provenientes de la Ley 843, el IVA, el IT y el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE). Algunos de ellos, como son impuestos nacionales, ingresan a la Coparticipación Tributaria que permite destinar recursos al Gobierno Central, Municipios y Universidades. Entonces, el saldo a favor del TGN no será significativamente mayor al que percibe actualmente, lo que hace pensar que los recursos provenientes de la renta petrolera no aportarán ni llenarán las expectativas que se tienen, es decir, solucionar los saldos históricos que se tienen en materia de reestructuración productiva, generación de empleo y el mejoramiento de la calidad y cantidad de salud y educación.

Lo que se pretende señalar aquí, es que el gobierno no reflexionó seriamente sobre la utilización de los recursos de la renta petrolera. Es conveniente, bajo todo punto de vista, cambiar cualitativamente el curso y la orientación del uso de estos recursos para contribuir a la construcción de un mejor futuro para las próximas generaciones de bolivianos.

Una síntesis de las regalías y participaciones, y de la distribución del ICH, se presenta en los Cuadros 62, 63 y 64.

Cuadro N° 62
Regalías y Participaciones

	Hidrocarburos Existentes (%)	Hidrocarburos Nuevos (%)
Regalía Departamental	11%	11%
Regalía Nacional		
Compensatoria	1%	1%
Participación	6%	6%
Regalía Nacional		
Complementaria	13%	0%
Participación Nacional	19%	0%
TOTAL	50.0%	18.0%

Cuadro N° 63
Distribución de la Participación del 6%

YPFB autárquico	3%
Tesoro General de la Nación (TGN)	2%
Superintendencia de Hidrocarburos	1%

Cuadro N° 64
Distribución del ICH

Departamento campo productor	10%
Otros ocho departamentos	3% (total 24%)
Exportaciones no tradicionales	10%
Redes de gas domiciliario	6%
TGN. Pago sistema de pensiones de Reparto	50%

3.7.4 Conclusiones

En general, las propuestas contenidas en el proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa referidas a Patentes, Regalías y Participaciones mantienen la estructura y las tasas del régimen jurídico actual, es decir, de la Ley 1689 promulgada por el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada en 1996.

Además, debe señalarse que el debate nacional sobre los hidrocarburos que culminó, en su primer episodio, con las movilizaciones sociales de octubre de 2003, dejó muy claro que la clasificación de hidrocarburos en Nuevos y Existentes, formulada también durante la primera gestión de Sánchez de Lozada, provoca la pérdida de un 32% de Regalías y Participaciones que percibía el Tesoro General de la Nación (TGN) antes de la referida clasificación.

Es importante recordar este último aspecto, porque si bien el proyecto de ley que propone el gobierno de Carlos Mesa incorpora la aplicación del Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH), con una alícuota máxima de

32% a la comercialización del gas natural y el petróleo, dicha alícuota no es equivalente a las Regalías y Participaciones ya que el objeto de estos últimos es la producción en boca de pozo mientras el del ICH es la primera fase de la comercialización. Si se pretende establecer una equivalencia entre estos dos aspectos, se trata de un equívoco o de una mala interpretación.

Sostenemos lo que acabamos de señalar en base a los tres siguientes argumentos:

Primero: La actual Ley de Hidrocarburos 1689, promulgada por el primer gobierno de Sánchez de Lozada, contempla, en la fase de Explotación, la aplicación del Impuesto a las Ganancias Extraordinarias, denominado como SURTAX. En el proyecto de ley de Carlos Mesa se elimina este último impuesto y, en la práctica, se lo sustituye por el ICH. Por esto, el ICH no es un nuevo impuesto sino que sustituye al SURTAX.

Segundo: En los hechos, el ICH es un impuesto que pretende resolver las imprecisiones ya conocidas del SURTAX. Pero además, el ICH ha sido diseñado para garantizar la fluidez de recursos financieros en favor del TGN porque se cancelará mensualmente. En la práctica, el ICH funcionará como un adelanto del Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) porque las empresas petroleras que operan en el país lo pagarán como un impuesto acreditable al IUE, lo que quiere decir que si el ICH es mayor al IUE, la diferencia se la considerará como crédito fiscal en favor de dichas empresas. Por lo tanto, y una vez más, queda claro que el ICH no es un nuevo impuesto, sino un mecanismo impositivo que garantiza el pago del IUE.

Tercero: El debate nacional sobre el gas natural y el petróleo que desembocó en los hechos de octubre de 2003 estuvo orientado a exigir el pago de Regalías y Participaciones equivalentes al 50% de la producción hidrocarbúfera en boca de pozo, hecho que eliminaría la falsa

clasificación de hidrocarburos Nuevos y Existentes. Pero además, en ningún momento se propuso la supresión del SURTAX, se exigió claridad en su futura reglamentación para subsanar sus imprecisiones y su carácter de impuesto “incobrable”.

En base a estos argumentos, es posible afirmar que el proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa no recoge los planeamientos surgidos en el debate nacional sobre el gas natural y el petróleo bolivianos y es altamente probable –sin caer en el campo de la especulación– que la discusión del referido proyecto en el Congreso Nacional provocará un nuevo escenario de controversia no sólo entre partidos políticos sino también en el ámbito de los movimientos sociales y regionales.

Por todo esto, puede concluirse que el proyecto de ley que analizamos no expresa las reivindicaciones de los movimientos sociales ni la reciente experiencia histórica vivida en octubre de 2003. Dicho de otra manera: la propuesta de nueva Ley de Hidrocarburos de Carlos Mesa no está orientada a utilizar los recursos hidrocarburíferos para enfrentar los problemas centrales que enfrenta la sociedad boliviana: reestructuración productiva, generación de empleo y eliminación de la pobreza. Los acontecimientos sucedidos en octubre de 2003 dejaron muy claro que es fundamental aprovechar los beneficios que dejarán las ingentes reservas de gas natural para cancelar saldos históricos y erigir una economía y sociedad cualitativamente diferentes.

3.8 Yacimientos Petroleros Fiscales Bolivianos (YPFB)

Cuatro breves artículos (91 al 94) del proyecto de ley que analizamos se refieren a la empresa estatal de hidrocarburos. La propuesta se concentra en dos aspectos: la ratifica-

ción de YPFB autárquica⁶ y la creación de una nueva empresa estatal, YPFB SAM, una empresa de economía mixta.

Sobre YPFB autárquica, el Artículo 92 del proyecto señala que se trata de una empresa pública que suscribirá contratos en representación del Estado para ejecutar las actividades de Exploración y Explotación y actuará como agregador y vendedor en contratos de Estado a Estado que suscribirá la República de Bolivia.

Sobre YPFB SAM, el Artículo 93 de la propuesta de ley indica textualmente: “YPFB SAM, será una subsidiaria de YPFB autárquico con la forma de una Sociedad de Economía Mixta, cuya formación será autorizada mediante Decreto Supremo. YPFB SAM actuará solamente en calidad de empresa tenedora de acciones.

“Una vez conformada YPFB SAM, en el marco de lo establecido en el Código de Comercio, ésta podrá efectuar inversiones o adquirir acciones de sociedades anónimas que operen en el sector de hidrocarburos y de energía térmica y podrá constituir empresas, sin que ello determine que esas nuevas empresas o aquellas en las cuales se adquieran acciones, se conviertan en sociedades de economía mixta. Una de estas sociedades anónimas será la tenedora de las acciones de Andina S.A., Chaco S.A. y Transredes S.A. si así lo determinase el Referéndum Vinculante sobre la exportación de gas”.

El Artículo 94 del proyecto de ley, cerrando el capítulo referido a YPFB, establece:

“Se autoriza a YPFB a transferir a YPFB SAM sus activos operativos, valorizados por una empresa independiente y reconocida a la fecha de constitución de la Sociedad de Economía Mixta SAM”.

6 Autarquía quiere decir poder para gobernarse a si mismo, política de un Estado que pretende bastarse con sus propios recursos o autosuficiencia económica.

El reposicionamiento de YPFB como empresa –otra de las principales demandas del movimiento social en el marco del debate nacional sobre el gas natural– tiene al menos tres dimensiones: a) presencia del Estado, a través de su empresa, en la cadena hidrocarburífera; b) posibilidades de integración de YPFB en los proyectos de industrialización de los hidrocarburos; y c) capacidad de decisión en los proyectos de exportación del gas natural.

La creación de YPFB SAM contempla, efectivamente, un reposicionamiento de YPFB como empresa estatal en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera y su participación en la generación de energía térmica. Los recursos que posibilitarían estas actividades se asientan fuertemente en el capital ficticio, es decir, en la probable adquisición de acciones de otras empresas. En esa dirección, se asocia esta opción al Referéndum Vinculante que se llevará a cabo el 18 de julio de 2004. Como se sabe, después de la capitalización de las empresas públicas, los ciudadanos bolivianos son propietarios del 49% de las acciones de las empresas petroleras Chaco, Andina y Transredes, cuyo valor de capitalización asciende aproximadamente a 835 millones de dólares.

Si en el Referéndum se acepta la transferencia de acciones a YPFB SAM se contaría con estos recursos que, a su vez, abrirían caminos para recuperara a YPFB como empresa vinculada a las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera. Caso contrario, si el Referéndum no permite contar con dichas acciones, YPFB SAM se postergará indefinidamente ya que la propuesta de Ley no presenta otro tipo de alternativas.

3.9 Exportaciones

En el Proyecto de Ley del gobierno de Carlos Mesa queda claro que el Estado nacional no tendrá injerencia en la toma de decisiones de proyectos de exportación. Así lo señala el Artículo 95 de dicho proyecto, al establecer que será la Superintendencia

de Hidrocarburos quien otorgará permisos de exportación. A lo largo de los últimos años, en especial cuando se discutió el proyecto del consorcio Pacific LNG, conformado por las empresas Repsol YPF, British Gas y Pan American, se hizo evidente la importancia de la participación del Estado en este tipo de proyectos, desde el diseño hasta su culminación. La propuesta de ley, sin embargo, ratifica la libertad que tienen las empresas para exportar, y de esta manera, implícitamente, excluyen al Estado de cualquier participación.

Lo que sí se reconoce en el Proyecto de Ley es la injerencia estatal en proyectos de exportación que sean resultado de convenios o acuerdos entre Estados. El Artículo 96, al respecto, establece:

“Cuando la exportación de gas natural sea consecuencia directa de convenios entre el estado boliviano, otros estados o empresas, YPFB será el agregador y vendedor. YPFB asignará los volúmenes requeridos, previa invitación a empresas productoras legalmente establecidas en el país y seleccionadas de conformidad con sus propuestas. El Poder Ejecutivo reglamentará el proceso administrativo y operativo del presente Artículo. YPFB tendrá la opción preferente de adquirir los hidrocarburos a los precios pactados entre empresas”.

Como resultado de las demandas y hechos desencadenados en los últimos años, la propuesta de ley pretende subsanar algunos aspectos, uno de ellos referido al poder calorífico del gas natural de exportación. Así lo señala el Artículo 97: “El poder calorífico del gas natural de exportación tendrá un valor máximo de 1.000 (un mil) unidades térmicas británicas (BTU) por pie cúbico (pc), en condiciones estándar de temperatura y presión. Cuando el poder calorífico del gas natural de exportación exceda el valor fijado, el exportador pagará al Tesoro General de la Nación un cargo equivalente al 36% del valor del excedente energético exportado, valorizado sobre la base de los precios licuables y líquidos en el mercado interno, conforme a reglamento”.

Otro elemento que originó también controversia es el referido a la exportación de gas natural a Corumbá mediante líneas laterales o ramales. Sobre el punto, el Artículo 98 del proyecto de ley textualmente enuncia: “Queda prohibida la exportación directa de hidrocarburos a través de Líneas Laterales o Ramales. La exportación directa de hidrocarburos mediante Ductos Menores deberá contar con autorización expresa de la Superintendencia de Hidrocarburos”.

Sin embargo, en el mismo artículo, se mencionan los casos en que será posible la exportación directa de hidrocarburos a través de Líneas Laterales o Ramales: “En caso de acuerdos bilaterales de integración energética fronteriza y de industrialización del gas natural que determinen beneficio y desarrollo integrales de los pueblos situados en ambas fronteras, la Superintendencia de Hidrocarburos podrá autorizar la exportación de hidrocarburos, a través de Líneas Laterales o Ramales, previo conocimiento del respectivo contrato, aprobación del proyecto de exportación e informe técnico favorable del Ministerio de Minería e Hidrocarburos”.

3.10 Sistema de Regulación Sectorial

Los artículos 87 al 90 de la propuesta de ley que estudiamos le conceden facultades significativas a la Superintendencia de Hidrocarburos convirtiéndola en una verdadera institución de regulación⁷, hecho que, sin duda, le otorgará un poder político fundamental. Dichas facultades nos remiten a varias funciones que en el pasado estaban a cargo de la empresa estatal del petróleo, YPFB.

7 Regulación es la actividad realizada por la Superintendencia de Hidrocarburos de cumplir y hacer cumplir la Ley y la normativa sectorial, promover la competencia en materia económica, asegurar el cumplimiento de las disposiciones antimonopólicas y defensa de la competencia, así como las normas técnicas y de seguridad.

Entre las nuevas facultades o atribuciones concedidas a la Superintendencia de Hidrocarburos citamos las más significativas:

- Proteger los derechos de los consumidores.
- Licitat y adjudicar las áreas nominadas para las actividades de exploración, explotación y comercialización.
- Otorgar concesiones para la construcción y operación de ductos, estaciones y plantas para el transporte de hidrocarburos por ductos, y, mediante licitación pública, las concesiones de distribución de Gas Natural por redes.
- Otorgar licencias para la construcción y operación de terminales de almacenaje de petróleo y productos refinados del petróleo, almacenaje y envasado de GLP, estaciones de servicio de combustibles líquidos, estaciones de servicio de Gas Natural Comprimido o Gas Natural Vehicular, plantas de almacenaje de combustibles líquidos, plantas de distribución de GLP en garrafas, plantas de engarrafado de GLP, plantas de *blending* (separación de líquidos y licuables), estaciones de servicio en aeropuertos, y otras que correspondan conforme a ley.
- Aprobar y controlar las tarifas de transporte de hidrocarburos por ductos y las de distribución de Gas Natural por redes y publicarlas en medios de difusión nacional.
- Fijar precios máximos para el mercado interno de Petróleo crudo, de los productos de Refinación, GLP de Plantas, derivados y comercialización de Gas Natural.
- Velar por los derechos y las obligaciones de los Titulares de concesiones y licencias.
- Intervenir las empresas concesionarias o licenciatarias, cualquiera sea su forma de constitución social y designar interventores, siempre y cuando existan causas eminentemente justificadas y que se originen por incumplimientos graves a los contratos y a las disposiciones legales vigentes.
- Declarar y disponer la caducidad o revocatoria de concesiones y licencias, previo proceso.



- Recopilar información, elaborar y publicar estadísticas de la actividad petrolera y preparar balances energéticos del sector.
- Poner en conocimiento de las autoridades competentes las infracciones relativas a la protección del medio ambiente, sobre potenciales o posibles daños que detectare durante el proceso de regulación.
- Velar por el abastecimiento de los productos derivados de los hidrocarburos en el mercado interno.
- Establecer periódicamente los volúmenes necesarios de los hidrocarburos y sus derivados para satisfacer el consumo interno y materias primas requeridas por proyectos de industrialización del sector.
- Velar porque la actividad de los hidrocarburos cumpla con las disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia y, cuando sea posible, orientar al mercado a estructuras competitivas.
- La Superintendencia de Hidrocarburos, tiene la responsabilidad de regular, controlar y supervisar que los precios de los hidrocarburos, productos refinados de Petróleo y GLP de Plantas, en el mercado interno, se fijen a la Paridad de Exportación o a la Paridad de Importación, según corresponda.
- La Superintendencia de Hidrocarburos, los concesionarios y licenciarios, mediante el Sistema Oficina del Consumidor "ODECO", atenderán y resolverán los reclamos y consultas de los consumidores en forma gratuita, de manera eficiente y oportuna.
- La Superintendencia de Hidrocarburos, velará por los derechos de los consumidores, fiscalizará el efectivo funcionamiento de los sistemas de reclamación y consultas y sancionará, de acuerdo a la reglamentación, a las empresas que incumplan las normas de atención al consumidor y prestación del servicio, así como podrá tomar acciones preventivas que eviten un mayor número de reclamos.



Sobre el presupuesto asignado a la Superintendencia de Hidrocarburos, el Artículo 7 del proyecto de ley ratifica que el funcionamiento de dicha institución será sustentado con los aportes financieros que provengan de las empresas vinculadas al transporte de hidrocarburos, de aquellas relacionada a la refinación del petróleo y de las empresas que distribuirán gas natural por redes. Asimismo, el artículo nombrado indica que esas empresas contribuirán para el funcionamiento de la Superintendencia General del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE). Esta forma de financiamiento fue motivo de fuertes críticas bajo el razonable criterio de que unas superintendencias financiadas por las petroleras no tienen la necesaria autonomía ni una actitud firme frente a quienes son, al mismo tiempo, el objeto de sus labores de fiscalización y sus financiadores.

Por las atribuciones de gran relevancia que el proyecto de ley le asigna a la Superintendencia de Hidrocarburos es posible afirmar que este ente regulador se constituirá en la institución mas importante en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas. Hasta el momento, los resultados efectivos del trabajo de las instituciones de regulación sectorial han dejado muchas dudas y no han logrado cubrir las expectativas del país. Por esta consideración, nos parece relevante –en el marco del debate nacional sobre los hidrocarburos– poner en la mesa de discusión la conveniencia de transferir las señaladas atribuciones a la empresa estatal del petróleo, YPFB.

3.11 El “principio” de la libre competencia

El Artículo 4 de la propuesta de ley contiene “los principios de eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad y libre competencia” que “regirán las actividades petroleras” en el país. El último de los principios citados señala: “Las personas individuales o colectivas dedi-

cadass a las actividades del sector hidrocarburos, desarrollarán sus actividades en el marco de la libre competencia, con sujeción a la Ley". Este enunciado nos obliga a los siguientes comentarios.

El mercado petrolero en el país y en el mundo se desenvuelve bajos los moldes de un concepto preciso de la economía, el oligopolio. En este modelo de comportamiento predominan conductas empresariales que restringen, precisamente, la libre competencia que proclama el artículo del proyecto de ley que analizamos. Las empresas petroleras transnacionales en Bolivia y el mundo operan en base a comportamientos colusivos mediante acuerdos explícitos o implícitos. Sus intereses, además, se agregan en organizaciones fuertemente gremializadas, tal como ocurre en nuestro país con el vivo ejemplo del comportamiento de la Cámara Nacional de Hidrocarburos, cuya sede se encuentra en la ciudad de Santa Cruz. Por todas estas características, nos parece que el mercado de los hidrocarburos en Bolivia requiere de una fuerte regulación y control por parte del Estado, más aún si se toma en cuenta que las empresas transnacionales actúan en el actual escenario internacional de división del trabajo en los encadenamientos productivos globales o producción mundial integrada. Por todo ello, nos parece que el "principio de la libre competencia" contenido en el proyecto de ley es sólo un enunciado teórico sin relación con la realidad y el funcionamiento de los mercados hidrocarburíferos.

3.12 Libre importación y precios

El Artículo 6 de la propuesta de ley ratifica la libre importación, exportación y comercialización de hidrocarburos, GLP de plantas, productos refinados de petróleo y productos industrializados, tal como lo establece la actual Ley de Hidrocarburos 1689. Donde se marca una clara diferencia es en la libre exportación y comercialización de

hidrocarburos, porque el proyecto de ley señala que, previamente, debe asegurarse la provisión de hidrocarburos para el mercado interno, aspecto que no figuraba así, explícitamente, en la referida norma. El proyecto de ley, además, mantiene como prioritarios, antes de la exportación y comercialización de hidrocarburos, los compromisos de exportación de petróleo, gas natural, GLP, productos refinados de petróleo y –otra novedad– volúmenes de materias primas requeridas para la industria petroquímica instalada en el país (cuando se instalen, se entiende).

Por otra parte, en el mismo Artículo 6, se establece que los precios de los hidrocarburos para el mercado interno (petróleo, productos refinados de petróleo y GLP) se determinarán de acuerdo al concepto “Paridad de Exportación”, entendido éste como el precio de exportación menos los costos de transporte, seguros y demás costos asociados a la exportación. Este concepto mantiene la actual y criticada asociación de los precios internos de los hidrocarburos con los del mercado internacional, es decir, se mantiene la idea de entender Bolivia como si fuese un país que no produce hidrocarburos.

Las importantes reservas de gas natural y petróleo que posee el país, entendemos nosotros, debieran permitirnos la fijación de precios para el mercado interno en base a los costos de producción también internos y a las ganancias que obtienen las empresas extranjeras. Asumiendo esta clase de políticas, los precios de los hidrocarburos en el mercado interno, por supuesto, serían más bajos. Aquí adquieren significativa relevancia los bajos costos de producción de las empresas petroleras capitalizadas que han sido develados por la Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización.

Respecto de los precios de comercialización de los productos importados, el mismo Artículo 6 de la propuesta de ley señala que dichos precios se determinarán de acuerdo al concepto de “Paridad de Importación”, definido éste como el

precio de referencia internacional sumados los costos de transporte, seguros y demás costos asociados a la importación. Este procedimiento se aplicaría especialmente en el caso del diesel oil debido a que la demanda interna es superior a la producción nacional.

Respecto de los precios de comercialización del gas natural en el mercado interno, el citado artículo del proyecto de ley señala, en primera instancia, que dichos precios “deberán reflejar precios de libre mercado dentro del territorio nacional”. Inmediatamente después, se dice: “La Superintendencia de Hidrocarburos, investigará posiciones dominantes en el mercado y/o la conformación de oligopolios que puedan distorsionar los precios de libre mercado. En tal caso, esta Superintendencia fijará precios máximos del gas natural para el mercado interno”.

Nuevamente nos encontramos, en el texto del proyecto de ley, con mayores atribuciones para la Superintendencia de Hidrocarburos que, en este caso concreto, asume la no poco difícil tarea de enfrentar un escenario en el que predomina, como lo señalamos anteriormente, una estructura de mercado oligopólica y colusiva donde prima el objetivo de mantener la rentabilidad empresarial sobre todas las cosas.

3.13 Prohibición a funcionarios públicos

El Artículo 16 de la propuesta de ley establece, acertadamente, que los funcionarios públicos que hayan desempeñado funciones profesionales en instituciones estatales como el Ministerio de Minería e Hidrocarburos, YPFB e YPFB SAM, sólo podrán trabajar en empresas petroleras cuando hayan transcurrido tres años desde la finalización de sus compromisos laborales contraídos con el Estado. Esta prohibición, reclamada desde hace varios años, tiene directa relación con casos concretos de profesionales bolivianos que apenas concluida su relación laboral con YPFB o con áreas estatales relacionadas a

los hidrocarburos (Ministerio, Viceministerios, Secretarías) fueron contratados por empresas petroleras extranjeras. Es el caso de Arturo Castaños (Petrobras) y Hugo Peredo (Petrobras), ambos ex presidentes de YPFB, y de Carlos Alberto López, ex Vice Ministro de Hidrocarburos, que dejó dicha repartición estatal para trabajar en la empresa capitalizada Chaco.

A pesar de la importancia de este artículo, nos parece todavía insuficiente. Creemos que en el proyecto de ley deben incorporarse prohibiciones terminantes a los funcionarios del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, de YPFB e YPFB SAM, que impidan la entrega de información técnica y financiera, de vital importancia para el Estado, a las empresas extranjeras. Inclusive nos parece conveniente que el Estado boliviano cree un cuerpo colegiado de asesores en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, en YPFB y en el Congreso Nacional, de manera que las ex autoridades estatales vinculadas al Sector Hidrocarburos contribuyan con sus conocimientos a este grupo asesor, una vez culminada su relación directa con el Estado.

4. Conclusiones

Una mirada global e integral a la propuesta de nueva Ley de Hidrocarburos aquí analizada, nos permite señalar que el presidente Mesa, a pesar de ser él mismo y su gobierno un producto político de las movilizaciones sociales de octubre de 2003, no aprovechó esta oportunidad para dar un giro cualitativo en materia hidrocarburífera. La coyuntura política que vivió el país fue extremadamente excepcional para realizar cambios significativos al actual régimen jurídico del Sector Hidrocarburos y generar las bases materiales de la esperanza nacional para que el gas y el petróleo verdaderamente beneficien a Bolivia.

Afirmamos que el gobierno del presidente Mesa perdió esta oportunidad histórica porque el país requiere cons-

truir e implementar una estrategia y política hidrocarburi-fera que incluya, además de los derechos de propiedad, visiones y propuestas concretas para industrializar el gas natural. El país requiere también mejorar los ingresos del Estado mediante la restitución de las regalías y participaciones al 50%, participación real del Estado en la cadena hidrocarburi-fera a través de YPFB –en especial en la fase de industrialización–, definir con precisión los destinos de los recursos financieros que tendrá el país –particularmente para reestructurar el aparato productivo nacional y generar empleo– y, por último, definir a nivel nacional la posición de Bolivia en los probables mercados de exportación, tomando en consideración la importancia estratégica de América Latina y Estados Unidos.

En síntesis, la propuesta de Ley de Hidrocarburos del presidente Mesa refleja la posición adoptada desde el principio por su gobierno, equidistante de los movimientos sociales, de los partidos políticos y de los sectores empresariales, imprimiéndole así, un carácter ambivalente o inestable a su gestión, ya que trata de ubicarse en el centro del espectro político. La propuesta acerca de los derechos de propiedad confirma contundentemente esta afirmación. Las reservas de gas natural que ascienden a 54,9 TCF no son cuestionadas en términos de los derechos de propiedad puesto que el contenido de los 79 Contratos de Riesgo Compartido se mantiene inalterado.

Bajo esta perspectiva, desde una óptica exageradamente optimista, los nuevos Contratos que define la propuesta de ley entrarán en operación cuando se promulgue la propuesta de Ley; desde una posición objetiva, las empresas petroleras cancelarán operaciones de exploración y se dedicarán exclusivamente a desarrollar proyectos que les permita monetizar las reservas Probadas y Probables de gas natural. Esta situación, por tanto, postergaría la suscripción de los Contratos en los términos sugeridos por la



propuesta de ley hasta la finalización del plazo de los actuales Contratos de Riesgo Compartido. Si éstos fueron suscritos en 1996, y teniendo en cuenta que el plazo de vigencia de estos contratos es de 40 años, será el año 2036 cuando veamos la efectiva aplicación de la nueva Ley de Hidrocarburos del presidente Mesa.



